

基于扩展有限元的天然气水合物储层多簇劈裂 注浆数值模拟

刘喜龙^{1,2}, 齐 赞^{2,3}, 谢鹏飞^{2,3}, 孙 骞^{1,2*}, 张国彪^{2,3}, 李 冰^{2,3}

(1. 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083; 2. 极地地质与海洋矿产教育部重点实验室, 北京 100083; 3. 中国地质大学(北京)工程技术学院, 北京 100083)

摘要:天然气水合物泥质粉砂岩储层具有弱胶结、强度低等特性,水合物分解,储层强度降低,渗流通道宽度减小甚至闭合。“双增”改造浆液是一种固化后能增强储层强度与渗透率的浆液,但双增浆液的流变性质与压裂液差异较大且不含砂,浆液劈裂施工参数对射孔簇内浆液扩展情况的影响机理尚不明确。本文基于扩展有限元法建立了二维水合物储层劈裂注浆数值模拟模型,研究射孔参数与劈裂模式对裂缝扩展的影响规律。研究结果显示:射孔簇间距诱导应力场在射孔簇间距较小时对裂缝扩展影响较大,浆液扩展转向明显,随着射孔簇间距的增大,簇间应力干扰逐渐减小,原始地应力对浆液扩展方向起主要作用;相同簇间距下射孔数量越多,簇间应力干扰越强,射孔簇间距越小;同步劈裂模式下浆液扩展距离不均匀,顺序劈裂与交替劈裂时,先前形成的裂缝会被逐渐挤压,裂缝宽度逐渐变小,增加了后续射孔簇的起裂压力,不利于储层起裂。研究结果为天然气水合物储层劈裂注浆设计提供了一定参考依据。

关键词:天然气水合物; 劈裂注浆; 扩展有限元; 双增改造技术; 射孔簇间距

中图分类号:P634 **文献标识码:**A **文章编号:**2096-9686(2025)04-0026-11

Numerical simulation of split-grouting of gas hydrate reservoir based on extended finite element method

LIU Xilong^{1,2}, QI Yun^{2,3}, XIE Pengfei^{2,3}, SUN Qian^{1,2*}, ZHANG Guobiao^{2,3}, LI Bing^{2,3}

(1. School of Energy Resource, China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 2. Key Laboratory of Polar Geology and Marine Mineral Resources, Ministry of Education, Beijing 100083, China; 3. School of Engineering Technology, China University of Geosciences, Beijing 100083, China)

Abstract: Natural gas hydrate muddy siltstone reservoirs are characterized by weak cementation and low strength. Hydrate decomposition reduces the strength of the reservoir and the width of the seepage channel decreases or even closes. The “double-added” reforming slurry is a type of slurry that can enhance the strength and permeability of the reservoir after curing, but the rheological properties of the double-added slurry differ greatly from those of the fracturing fluids and it does not contain sand, and the influence mechanism of the construction parameters of slurry splitting on the expansion of the slurry in the shot-hole clusters is not clear yet. In this paper, a two-dimensional hydrate reservoir fracturing grouting numerical simulation model is established based on the extended finite element method to study the influence of shot hole parameters and fracturing mode on fracture expansion. The results show that: the stress field induced by the cluster

收稿日期:2024-09-13; 修回日期:2025-02-10 DOI:10.12143/j.ztgc.2025.04.004

基金项目:国家重点研发计划(编号:2023YFC2811002);国家自然科学基金面上项目“南海浅层气藏多翼人工井壁近井增渗及控砂机理”(编号:28912023038)

第一作者:刘喜龙,男,汉族,2000年生,硕士研究生,资源与环境专业,主要从事天然气水合物钻采技术研究工作,北京市海淀区学院路29号,2106230047@email.cugb.edu.cn。

通信作者:孙骞,男,汉族,1988年生,教授,石油与天然气工程专业,博士,主要从事天然气水合物钻采技术研究工作,北京市海淀区学院路29号,sunqian.psu@vip.126.com。

引用格式:刘喜龙,齐赞,谢鹏飞,等.基于扩展有限元的天然气水合物储层多簇劈裂注浆数值模拟[J].钻探工程,2025,52(4):26-36.

LIU Xilong, QI Yun, XIE Pengfei, et al. Numerical simulation of split-grouting of gas hydrate reservoir based on extended finite element method[J]. Drilling Engineering, 2025,52(4):26-36.

spacing of injection holes has a greater influence on the fracture extension when the cluster spacing of injection holes is small, and the slurry extension becomes obvious, and with the increase of the cluster spacing of injection holes, the stress interference between clusters decreases gradually, and the original geostress plays a main role in the direction of the slurry extension; the more the number of injection holes under the same cluster spacing, the stronger the stress interference between clusters is, and the smaller the cluster spacing of injection holes is; the distance of the slurry extension under the synchronous splitting mode is not uniform, and the sequence splitting and intersecting splitting modes are not uniform, and the distance of slurry extension under the simultaneous splitting mode is not uniform. In synchronized fracturing mode, the distance of slurry expansion is not uniform, and when fracturing in sequence and alternating fracturing, the previously formed cracks will be gradually squeezed, and the width of the cracks will gradually become smaller, which increases the fracturing pressure of the subsequent shot hole clusters, and is not conducive to the fracturing of the reservoir. The results of the study provide a reference basis for the design of fracture grouting in natural gas hydrate reservoirs.

Key words: natural gas hydrate; split grouting; extended finite element; double increase reconstruction technology; perforation cluster spacing

0 引言

天然气水合物是一种新型能源,可在低温高压条件下稳定存在,一般分布于海底沉积物和陆地永久冻土中^[1]。全球天然气水合物资源量巨大,据估算其碳含量可达已探明化石燃料总碳含量的2倍^[2]。近年来,加拿大、美国、日本等国家开展了水合物试采工作。2017年,我国在南海神狐海域成功进行了海洋水合物试采,60天内持续产气30.9万m³^[3];2020年,首次采用水平井降压法对南海神狐海域天然气水合物进行第二次试采,42天内累计产气149.86万m³,日均产气3.57万m³^[4]。海域天然气水合物试采取得了技术重大突破,但普遍存在单井产气量低、稳产时间短、出砂严重等问题,无法实现商业化开采^[5]。现阶段天然气水合物开采方法有:降压法、注热法、CO₂置换法等^[6-7],在降压开采中,水合物分解后导致储层力学强度降低,渗流通道减小甚至闭合,不利于气的产出。

结合水合物储层弱胶结、未成岩、渗透率低、开采前后孔隙结构差异大的特点,储层改造技术有助于提升水合物采收率。储层改造可以改善储层原有渗透率和孔隙度^[8-9],现有的水合物储层改造方法主要包括对水合物储层及盖层的改造。水力压裂是低渗油气藏开发的一种常见方式,取得了良好的增产效果,也是海域水合物开采的必要措施^[10-13]。马晓龙^[14]将水力压裂应用到低渗天然气水合物藏来提升产量,形成的裂缝可以增大单井控制面积,增加储层导流能力。邓欣颖等^[15]总结了现有水射流钻采水合物工艺与水射流钻具,并分析了水射流冲击作用下含水合物沉积物破碎过程影响因素与破碎机理,对水合物钻采应用研究提供了建议。杨

林等^[16]将高压水射流技术应用于海域天然气水合物储层改造中,发现高压水射流割缝井的产能较裸眼完井产能提高3倍。Sun等^[17]通过在甲烷水合物储层上方生成CO₂水合物盖层来改造水合物储层,实验证实改造后产气量、产气效率均明显提高。Ito等^[18]对试样施加压力并注入压裂液,当注入压力达到3.8 MPa时试样出现明显裂缝,压裂液扩展至地层主缝隙,次生裂缝深入地层内部,证实了在水合物储层和不同介质地层间产生水力裂缝的可能性。Konno等^[12]对含甲烷水合物沉积物进行水力压裂实验,结果表明经水力压裂后沉积物渗透率提高,水力压裂具有可观的增产能力。王晓初^[19]将劈裂注浆技术运用到水合物储层改造上,开展泥质粉砂型水合物储层的劈裂造缝实验,发现劈裂后的渗透率维持比是未劈裂时的3.07倍,平均产气速率和峰值产气速率分别是未劈裂时的3.58倍和5.84倍。Qi等^[20]通过实验研究水基压裂液对含水合物沉积物的侵入影响,明确了压裂液侵入的动力学特征。水合物储层在水力压裂产气后,储层强度变低,渗流通道减小甚至闭合,渗流能力降低,严重阻碍气的产出。孙友宏等^[21-22]提出采用高压注泡沫砂浆改造泥质细粉砂水合物储层骨架结构的方法,泡沫水泥砂浆填充在裂隙内胶结固化形成网状骨架结构,从而提高储层渗透率,增大产气量。Li等^[23]提出劈裂注泡沫砂浆改造水合物储层方法,形成高渗透性、高强度通道,在加固储层的同时提高储层渗透性。强嗣祺等^[24]用聚氨酯浆液作为基质合成聚合物防砂材料,研究表明聚氨酯材料具有高渗抗压、形状记忆特性,能满足水合物开采井防砂的需求。

研究人员还对天然气水合物储层改造进行了

数值模拟。蒋亚峰等^[25]利用 cohesive 单元方法对海域天然气水合物储层进行了水力压裂数值模拟,得出了裂缝宽度随注入时间变化规律,为海域天然气水合物储层水力压裂提供了参考。Yao 等^[26]基于离散元法建立了含水合物沉积物小尺度数值模型,分析了水合物饱和度和分布模式对裂缝特征的影响。Yu 等^[27]基于扩展有限元法建立了含气-水合物-沉积物水平井水力压裂模型,研究了水合物饱和度等参数对裂缝扩展路径的影响。Liu 等^[28-29]利用三维扩展有限元方法建立水平井多簇压裂模型,研究了不同压裂顺序等参数的裂缝扩展行为。Huang 等^[30]采用有限元与离散元相结合的方法研究了储层性质和压裂参数对含水合物沉积物裂缝生成的影响。齐赞等^[31]利用 Tough+Hydrate 对近井储层改造后的水合物藏进行降压开采模拟,研究了多孔骨架渗流通道对水合物分解的影响机制,结果表明多孔骨架可以起到导流防砂的作用,加快水合物的分解,近井储层改造会促进压降的传播,增产效果明显。

为厘清天然气水合物储层劈裂注入双增改造浆液的扩展规律,本研究以室内人工合成含水合物沉积物实测数据作为模型的输入参数^[32],基于扩展有限元方法建立水合物储层二维双增改造劈裂注浆模型,研究了不同射孔簇间距、射孔数量以及劈裂模式对储层浆液扩展的规律。

1 数值模拟方法与理论

1.1 扩展有限元原理

扩展有限元方法在模拟裂缝扩展上具有优势,该方法能模拟任意裂缝起裂与扩展。它不依赖近尖端渐近奇点,考虑跨越断裂单元的位移跳变,在传统有限元方法的基础上引入了一种改进的不连续形状函数。该方法由 Belytschko 和 Black 于 1999 年首次提出,允许裂缝完全独立于网格形态,并改进了断裂尖端解。无需网格重建即可模拟任何水力裂缝扩展路径,用附加自由度的富集函数表示扩展有限元中的不连续面。富集函数包含渐近跳跃函数和不连续跳跃函数。前者捕获了裂缝尖端的奇异性,后者描述了跨越裂缝面的位移跳变。

水力压裂问题扩展有限元位移场计算公式为^[33]:

$$u = \sum_{I=1}^N N_I(x) \left[u_I + H(x) a_I + \sum_{\alpha=1}^4 F_{\alpha}(x) b_I^{\alpha} \right] \quad (1)$$

式中: N ——节点数; $N_I(x)$ ——节点形状函数; u_I ——与有限元解的连续部分相关的常用节点位移向量; $H(x)$ ——跨越裂纹表面的跳跃函数; a_I 、 b_I^{α} ——节点富集自由度向量; $F_{\alpha}(x)$ ——渐近裂纹尖端函数。

$H(x)$ 表示为^[34]:

$$H(x) = \begin{cases} +1, \varphi(x) \geq 0 \\ -1, \varphi(x) < 0 \end{cases} \quad (2)$$

式中: $\varphi(x)$ ——水平集函数。

渐近裂纹尖端函数 $F_{\alpha}(x)$ 表示为^[33]:

$$F_{\alpha}(x) = \sqrt{r} \left(\sin \frac{\theta}{2}, \cos \frac{\theta}{2}, \sin \theta \sin \frac{\theta}{2}, \sin \theta \cos \frac{\theta}{2} \right) \quad (3)$$

式中: (r, θ) ——极坐标系,如图 1 所示。

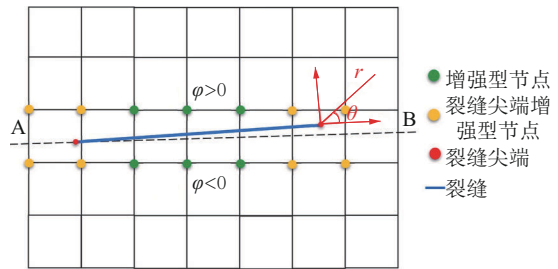


图1 裂缝尖端增强节点^[27]

Fig.1 Fracture-tip enhanced nodes

断裂面穿透单元通过阶跃形状增强函数定位断裂面位置。断口尖端增强单元通过裂纹尖端增强函数定位断口尖端位置。

1.2 力学平衡方程

水合物储层为多孔介质,其力学平衡方程^[29,35]:

$$\int_{\Omega} (\bar{\sigma} - p_w I) \delta_{\epsilon} d\Omega = \int_s T \delta_u dS + \int_{\Omega} F \delta_u d\Omega \quad (4)$$

式中: Ω ——积分区; p_w ——渗透压; S ——表面积分域; $\bar{\sigma}$ ——有效应力张量; δ_{ϵ} ——虚拟应变; δ_u ——虚拟位移; T ——表面力矢量; F ——体积力矢量。

1.3 裂缝扩展过程

含水合物沉积物裂缝扩展过程采用牵引分离定律、基于黏聚力单元的破坏损伤以及损伤演化来表示^[36]。牵引分离定律如图 2 所示。

$$\left\{ \langle t_n \rangle / t_n^0 \right\}^2 + \left\{ t_s / t_s^0 \right\}^2 + \left\{ t_t / t_t^0 \right\}^2 = 1 \quad (5)$$

式中: t_n ——法向牵引力; t_n^0 ——抗拉型剪切应力; t_s ——第一剪切方向名义牵引力; t_s^0 ——第一剪切应

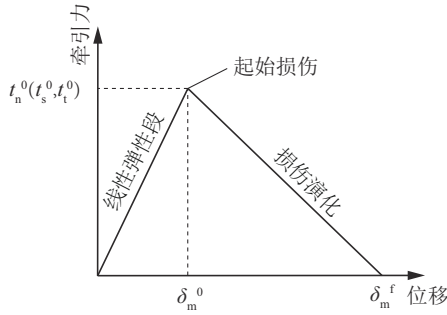


图2 牵引分离定律

Fig.2 Law of traction separation

力; t_t ——第二剪切方向名义牵引力; t_t^0 ——第二剪切应力。

水合物储层裂缝扩展过程以损伤变量 D 作为单元破坏条件。

$$t_n = \begin{cases} (1-D)\bar{t}_n, & \bar{t}_n \geq 0 \\ \bar{t}_n, & \bar{t}_n < 0 \end{cases} \quad (6)$$

$$t_s = (1-D)\bar{t}_s \quad (7)$$

$$t_t = (1-D)\bar{t}_t \quad (8)$$

式中: $\bar{t}_n, \bar{t}_s, \bar{t}_t$ ——牵引分离定律所计算的网格单元未发生损伤时的3个应力分量。

随着裂缝扩展变量 D 从0逐渐增大到1。定义 D 为^[34]:

$$D = \delta_m^f (\delta_m^{\max} - \delta_m^0) / [\delta_m^{\max} (\delta_m^f - \delta_m^0)] \quad (9)$$

式中: δ_m^f ——失效时的有效位移, 模型中取0.001; $\delta_m^{\max}$ ——有效位移的最大值; δ_m^0 ——损伤演化开始时的有效位移。

切向流动和法向流动同时存在, 如图3所示。在裂缝中切向流满足泊肃叶定律。

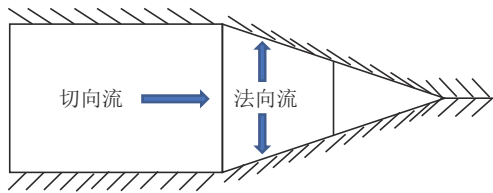


图3 流体流动

Fig.3 Fluid flow

$$q = -(\omega^2/12\mu)\nabla p_f \quad (10)$$

式中: q ——切向流量; ω ——裂缝开口程度; μ ——流体黏度系数; ∇p_f ——流体压力梯度。

滤失系数包括顶部和底部滤失系数^[35]。

$$\begin{cases} q_t = c_t(p_f - p_t) \\ q_b = c_b(p_f - p_b) \end{cases} \quad (11)$$

式中: q_t ——上裂缝面流速; q_b ——下裂缝面的流速; c_t ——上表面滤失系数; c_b ——下表面滤失系数; p_t ——上表面孔压; p_b ——下表面孔压; p_f ——压裂液压力。

流体流动守恒方程:

$$\frac{\partial w}{\partial t} + \nabla q + (q_t + q_b) = Q_{inj} \quad (12)$$

式中: w ——裂缝位移开度矢量; Q_{inj} ——流体注入速度。

1.4 水合物储层参数

水合物的初始饱和度和有效围压对含水合物沉积物的弹性模量有显著影响, Lijith等^[37]提出了水合物沉积物的弹性模量计算公式:

$$E/\sigma'_3 = a + bS_h^{2.5} \quad (13)$$

式中: E ——弹性模量; σ'_3 ——有效围压; S_h ——水合物饱和度; a ——初始刚度; b ——常数。

含水合物沉积物三轴试验结果表明, 泊松比不受水合物饱和度和有效围压的影响^[38], 在本文中, 泊松比设为0.31。水合物以不同形式赋存于储层的孔隙结构中, 影响渗透率的大小, Dai等^[39]提出了水合物储层的渗透率模型:

$$K' = K_0(1 - S_h)^3 / [(1 + 2S_h)^2] \quad (14)$$

式中: K' ——有效渗透率; K_0 ——储层初始渗透率。

有效孔隙度受水合物饱和度的影响:

$$\varphi' = \varphi(1 - S_h) \quad (15)$$

式中: φ' ——有效孔隙度; φ ——初始孔隙度。

孔隙比是指有效孔隙占水合物与沉积物体积之和的百分比:

$$e = \varphi' / (1 - \varphi') \quad (16)$$

式中: e ——孔隙比。

水合物储层抗拉强度随水合物饱和度增加而增加, 马晓龙^[14]在水合物储层中将抗拉强度设为抗剪强度的一半, 取得了较好的模拟结果。因此, 本研究采用相同的设置。Zhang等^[32]制备了沉积物样品并进行三轴试验测得抗压强度约4 MPa, 抗拉强度为2.01 MPa。样品制备后, 水合物饱和度为60%, 在水合物分解后测得孔隙度为35.6%。

1.5 方法场景应用

传统有限元方法在解决含有不连续面、裂纹与

接触问题时具有一定局限性。而扩展有限元方法通过增加额外的自由度和扩展函数,可以克服传统方法的局限,更准确地捕捉裂缝演化和扩展过程。水合物储层裂缝扩展表现为拉伸破坏,裂缝扩展方向与最大主应力方向一致。扩展有限元方法在水力压裂模拟储层起裂及裂缝扩展形态中得到了成功应用,并与实际裂缝扩展形态差异较小,在页岩气等非常规油气资源开采模拟中普遍运用。本文中双增改造浆液作为流体被注入储层,浆液的黏度及滤失系数在实验室内测得。随着浆液的注入,储层牵引力不断增大并劈裂储层,裂缝尖端开始不断延伸,牵引力随着裂缝的扩展而减小即发生损伤演化行为,直到裂纹尖端停止延伸,劈裂完成。

2 数值模拟

2.1 扩展有限元模型验证

为验证扩展有限元方法的准确性,根据 Zhang 等^[32]实验模型尺寸及注液参数建立了同尺寸的压裂模型,采用黏度为 1、120、3000 mPa·s 的压裂液模拟实验并作起裂压力对比。模型输入参数如表 1 所示。图 4 为模拟与实验起裂压力对比,起裂压力随着压裂液黏度的增大而增大,且两者差值较小,模拟与实验数据吻合较好。验证了扩展有限元方法应用在水合物储层的可行性。

表 1 模型输入参数

Table 1 Model input parameters

参 数	值
储层尺寸/m	160×80
杨氏模量/MPa	2913
泊松比	0.31
最大水平主应力/MPa	5
最小水平主应力/MPa	3
垂向应力/MPa	7
抗拉强度/MPa	2.01
水合物饱和度/%	60
有效渗透率/mD	0.2497
滤失系数/(m·s ⁻¹)	2.53×10 ⁻⁸
初始孔隙比	0.356
射孔角/(°)	90
注入速率/(m ³ ·s ⁻¹)	0.005
浆液黏度/(Pa·s)	0.3
注液时间/s	180

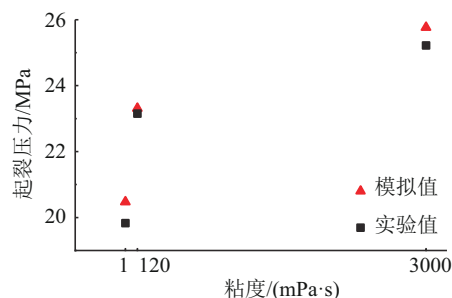


图 4 数值模拟与物理实验不同黏度压裂液起裂压力对比^[32]

Fig.4 Comparison between numerical simulation and physical experiment on fracturing pressure with different viscosity of fracturing fluid

2.2 模型建立

射孔方向沿最大主应力方向设定,研究区域为 160 m×80 m 二维平面水平井多段中的一段,可以有效降低边界效应对模拟产生影响,如图 5 所示。模型边界采用限制位移的方式固定,边界处孔压与内部孔压保持一致。将水平井设在模型边界,研究单方向浆液扩展。共划分 12800 个 CPE4P 单元,如图 6 所示。CPE4P 单元为平面应变渗流单元,模拟浆液渗流过程。注浆时间 180 s,最大增量步长设为 1 s,初始增量步长设为 0.001 s。

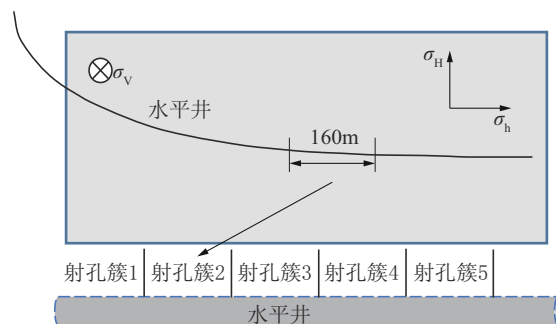


图 5 水平井单段多簇劈裂示意

Fig.5 Schematic diagram of single-stage multi-cluster splitting of horizontal wells

2.3 双增改造浆液

双增改造浆液由基液 A、基液 B、增渗剂、反应控制剂、增强剂和降黏剂组成。基液 A 由酸酯类构成,基液 B 由醇类构成,二者可在低温高压环境下聚合、交联和固化生成聚氨酯基质材料,增渗剂用于造孔增渗,反应控制剂和增强剂用于控制酸酯类和醇类的反应速率及聚合交联程度,降黏剂用于调节

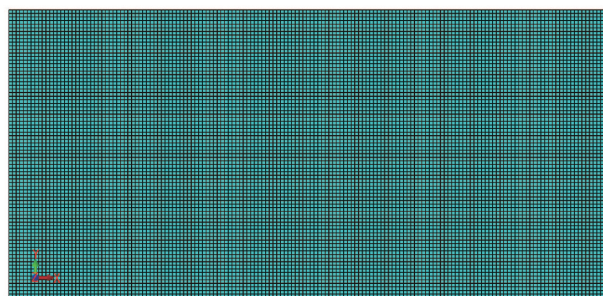


图6 CPE4P单元
Fig.6 CPE4P unit

浆液的黏度。配制好的浆液为棕黄色多相混合物,浆液黏度约为 $0.3 \text{ Pa}\cdot\text{s}$,浆液密度为 1.68 g/cm^3 。

3 结果与讨论

储层杨氏模量通过上述公式计算得出为 2913 MPa ,泊松比设为 0.31 ,抗剪强度为 4 MPa ,抗拉强度为 2.01 MPa ,储层垂向应力为 7 MPa ,水平最大与最小主应力分别为 $5, 3 \text{ MPa}$ 。基于上述数据建立水合物储层双增改造浆液劈裂注浆模型,沿最大主应力方向设置多个射孔簇,研究不同射孔簇间距、射孔数量及劈裂模式对水平井单段劈裂浆液扩展规律及射孔簇间的相互作用。

3.1 射孔簇间距对裂缝宽度的影响

簇间距是水平井多簇劈裂优化的重要参数,直接影响储层改造效果,如图7所示。簇间距越小,簇间干扰越严重,裂缝越容易转向,形态越复杂。建立了簇间距为 $10, 15, 20, 25, 30 \text{ m}$ 的劈裂模型,采用同步劈裂模式劈裂储层。簇间距为 10 m 时,靠近边缘的射孔簇(射孔簇1与射孔簇5)在劈裂初期向储层周围偏转明显,随着浆液持续扩展,偏转程度逐渐增大,在注浆结束后偏转约 30° ;射孔簇2与射孔簇4在注浆过程中向中间射孔簇3扩展方向偏转,偏转程度相比射孔簇1与射孔簇5较小,约为 15° 。射孔簇3位于中间射孔簇,由于5簇劈裂呈对称分布,中间射孔簇受到周围射孔簇产生的应力干扰被抵消,在整个注浆过程中始终沿水平最大主应力方向扩展。随着射孔簇间距增大,裂缝偏转程度减小,裂缝偏转位置越远离注浆点,偏转程度越小。随着射孔簇间距增大,射孔簇间诱导应力场的影响减小,簇间应力干扰逐渐减小,射孔簇扩展路径沿水平最大主应力方向持续扩展。裂缝扩展见图8。

相同注浆条件下,簇间距对裂缝扩展的影响也



图7 水平井射孔簇

Fig.7 Perforation clusters of horizontal wells

尤为明显,随着射孔间距增加,裂缝扩展距离与宽度呈现出递增的趋势。在簇间距较大时,射孔簇诱导应力场影响作用递减明显,裂缝扩展主要受原始地应力场的控制,但裂缝拓展距离分布不均匀,簇间距越小,裂缝扩展距离越不均匀。射孔簇1与射孔簇5受应力干扰较为严重,裂缝偏转程度较大,裂缝扩展距离较短;射孔簇2与射孔簇4由于对称分布,产生的应力有一部分被抵消,因此两裂缝扩展距离较长,射孔簇3位于正中心的位置,应力干扰基本被抵消,裂缝扩展距离最长。射孔簇间距对中间射孔簇裂缝扩展宽度影响最为明显,在同步劈裂模式下,随着注浆的持续注入,周围射孔簇产生诱导应力场会持续对中间射孔簇形成挤压,导致已经劈裂的裂缝宽度减小,浆液扩展范围减小,中间裂缝宽度同比注浆过程中最大裂缝宽度下降约 20 mm ,形成窄而长的扩展范围;随着射孔簇间距逐渐增大,应力干扰波及范围减小,周围射孔簇产生的诱导应力场干扰降低,各裂缝宽度被挤压程度减小,裂缝都能扩展一段距离,有利于形成宽而长的浆液扩展范围,如图9所示。待浆液填充满裂缝并完全固化后,有利于形成具有一定强度的骨架渗流通道,达到储层增强增渗的目的。

3.2 射孔数量对裂缝宽度的影响

射孔数量是水平井劈裂设计的重要组成部分,决定了储层劈裂成本及效果,如图10所示。

保持射孔簇间距不变,采用同步劈裂模式,模拟了不同射孔数量裂缝扩展情况,模型输入参数参见表1。在射孔簇数为2时,随着浆液持续注入,储层劈裂,裂缝出现了相背离的扩展行为,射孔簇间应力相互干扰,裂缝向两端偏转程度逐渐变大,约为 15° ;射孔簇间应力干扰使裂缝不能沿水平最大主应力方向扩展。在射孔簇数为3时,射孔簇1内裂缝与射孔簇3内裂缝偏转程度较小,约为 10° ,射孔簇2内裂缝始终沿最大水平主应力方向持续扩展;随着浆液持续注入,射孔簇1与射孔簇3内的裂缝发生二次转向,并沿转向后的方向继续扩展。射孔簇2位于中间射孔簇,由于3个射孔簇呈对称分布,

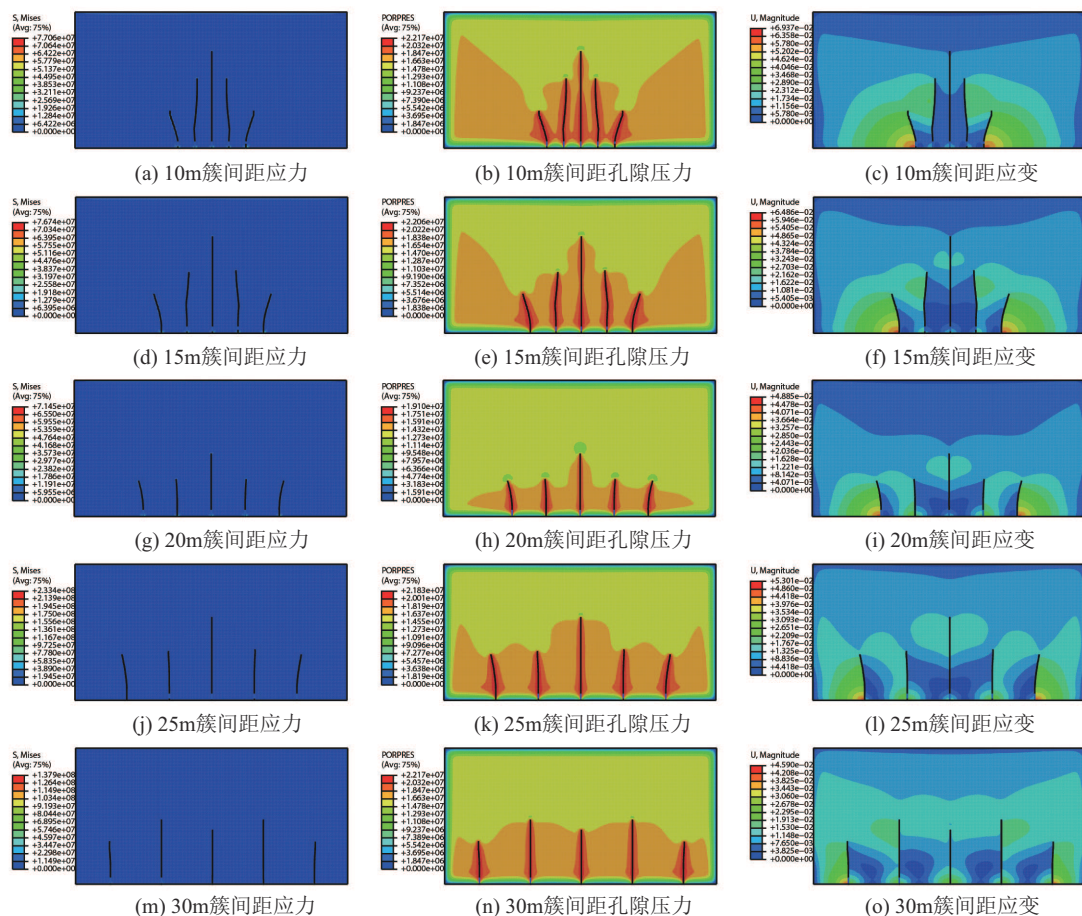


图8 不同簇间距应力、孔隙压力以及应变场云图

Fig.8 Contours of different cluster spacing stresses, pore pressures, and strain fields

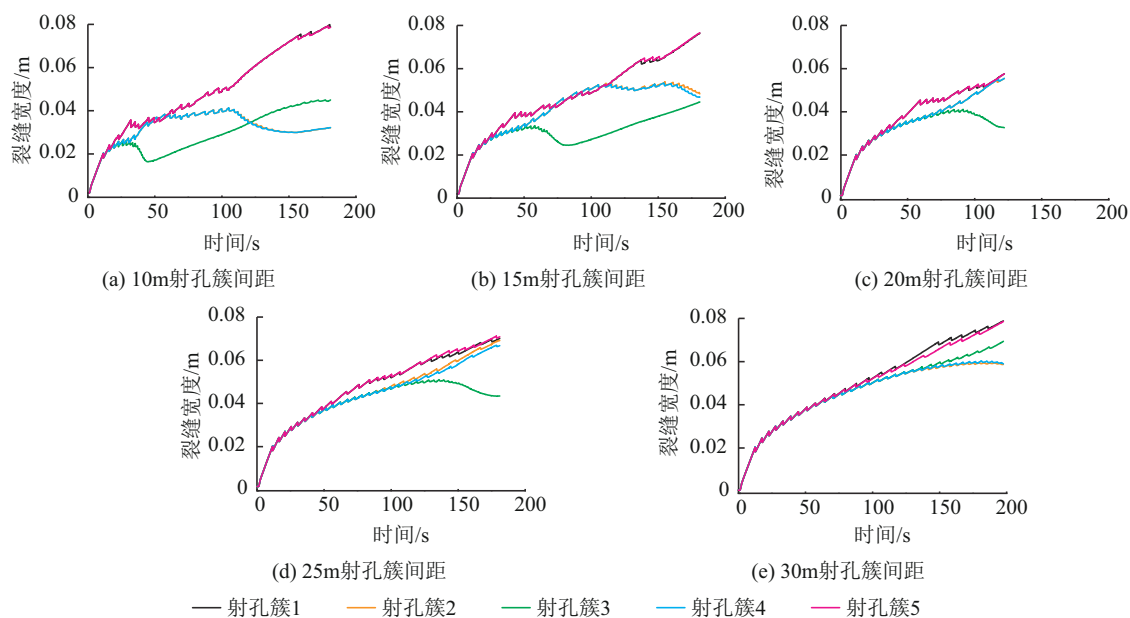


图9 不同簇间距裂缝宽度

Fig.9 Gap widths with different cluster spacing

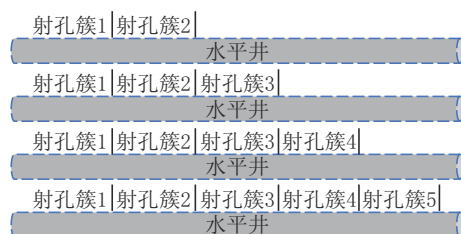


图 10 不同簇数示意

Fig.10 Schematic of different cluster numbers

中间射孔簇受到周围射孔簇产生的应力干扰被抵消,在整个注浆过程中始终沿水平最大主应力方向扩展,如图 11 所示。裂缝持续扩展,射孔簇间诱导应力场影响减小,簇间应力干扰逐减小,裂缝沿着最大主应力的方向持续扩展至注浆结束,射孔簇数为 5 时,场图如图 8(m)~(o)所示。

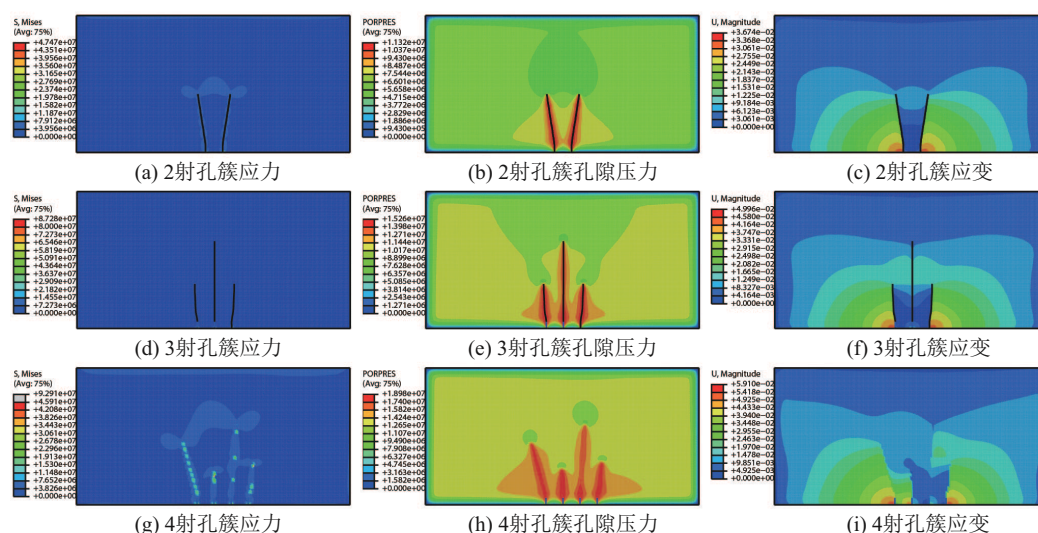


图 11 不同射孔数量应力、孔隙压力以及应变场云图

Fig.11 Contours of different perforation number stresses, pore pressures and strain fields

在注浆开始时,浆液会持续在簇内聚积能量,直至储层起裂,大部分浆液能量用于劈裂储层,裂缝宽度在裂缝扩展较远的位置较小。如图 12 所示,射孔簇 2 由于受到两侧裂缝挤压而减小,簇间应力干扰对裂缝扩展路径起主要作用,形成窄而长的裂缝。随着射孔数增加,初始注浆过程应力集中效应增强,使得浆液注入点附近应力增大。射孔数越

多,射孔簇间应力干扰影响越强,应力相互作用,裂缝扩展路径复杂,各射孔簇出现无规律裂缝扩展行为,位于中间射孔簇裂缝不断被挤压,裂缝宽度下降。裂缝偏转后相邻裂缝间距变大,簇间应力干扰影响降低,各射孔簇裂缝宽度持续增大直至注浆过程结束。射孔簇数为 5 时,裂缝宽度见图 9(a)。

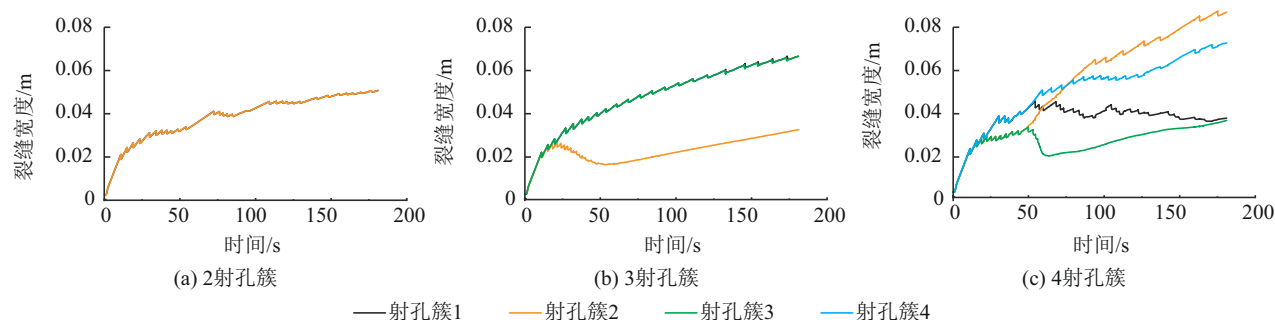


图 12 不同射孔数量裂缝宽度

Fig.12 Slit width with different perforation numbers

3.3 劈裂模式对裂缝宽度的影响

劈裂模式是水平井劈裂设计的重要一环,对改善储层渗流能力至关重要,见图13。保持相同射孔簇间距,采用同步、顺序、交替劈裂模式,模拟了射孔数为5时的裂缝扩展行为。

在注入初期,裂缝沿最大主应力方向扩展,裂缝偏转较小,随着浆液持续注入,裂缝扩展由于簇间干扰作用逐渐向储层应力小的位置扩展,改变了储层

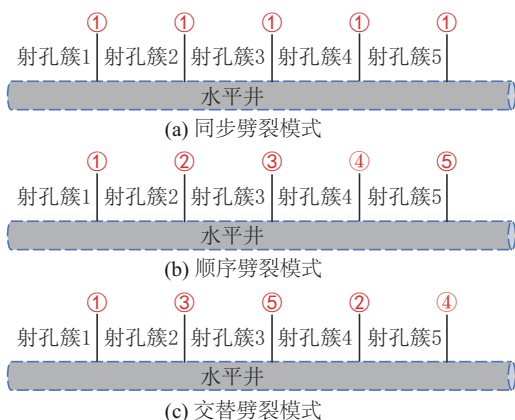


图13 不同劈裂模式

Fig.13 Diffent splitting modes

原有应力分布,裂缝偏转后沿水平最大水平主应力方向延伸。靠近模型边缘的射孔簇(射孔簇1与射孔簇5)在劈裂初期向储层周围偏转明显,随着浆液簇内持续扩展,裂缝偏转程度逐渐增大;射孔簇2与射孔簇4内裂缝在注浆过程中向射孔簇3扩展方向偏转;射孔簇3位于中间射孔簇受到周围射孔簇产生的应力干扰被抵消,在整个注浆过程中始终沿水平最大主应力方向扩展。顺序劈裂模式裂缝扩展与同步劈裂模式差异较大。随着浆液注入,射孔簇尖端裂缝出现应力集中,先前射孔簇1裂缝扩展路径会影响射孔簇2裂缝扩展路径,后续的裂缝扩展由于先前形成的应力场干扰,起裂困难,起裂压力增大。在交替劈裂模式中,注浆初期射孔簇1裂缝扩展不受簇间干扰的影响,射孔簇2与射孔簇1的位置距离远,簇间应力干扰小,原始地应力是影响裂缝扩展的主要因素。射孔簇3、4、5由于周围射孔簇已经产生,应力干扰较为严重,先前产生的应力干扰会对后续裂缝扩展增加难度,需要更大的起裂压力。这3簇裂缝扩展受到应力干扰较为严重,出现了不同程度的偏转,见图14,同步劈裂模式下场图见图8(a)~(c)。

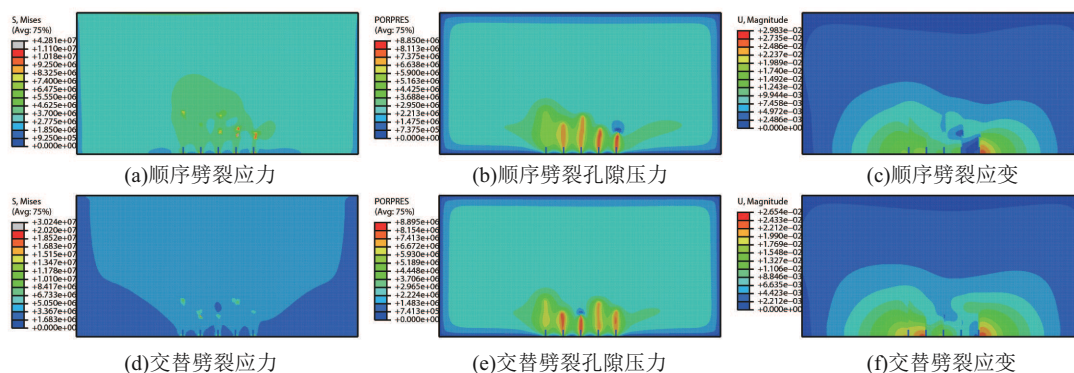


图14 不同劈裂模式应力、孔隙压力以及应变场云图

Fig.14 Contours of stress, pore pressure and strain field in different fracturing modes

随着浆液注入,射孔簇周围会持续产生射孔簇诱导应力场,影响周围应力分布,远离射孔簇1的一侧受到应力干扰影响很小,可忽略不计,因此这一侧裂缝扩展延伸符合单射孔簇裂缝延伸的规律,即注浆初期储层起裂后裂缝扩展方向沿垂直最小水平主应力偏转;其余射孔簇形成的裂缝会导致先前产生的裂缝宽度持续下降,直至注浆过程完成。如图15所示,顺序与交替劈裂模式下,射孔簇先劈裂产生的应力会使后续裂缝的延伸方向发生改变,偏

转程度各不相同,对裂缝扩展存在一定的阻碍作用。因此在现场作业中,可适当增大射孔簇间距使裂缝充分扩展,以增加裂缝宽度,增强导流能力,进而改善增产效果。

4 结论

基于二维扩展有限元方法,建立了水平井单段多簇劈裂注浆模型,结合水合物储层性质及双增改造浆液,研究了射孔簇间距、射孔数量及劈裂模式

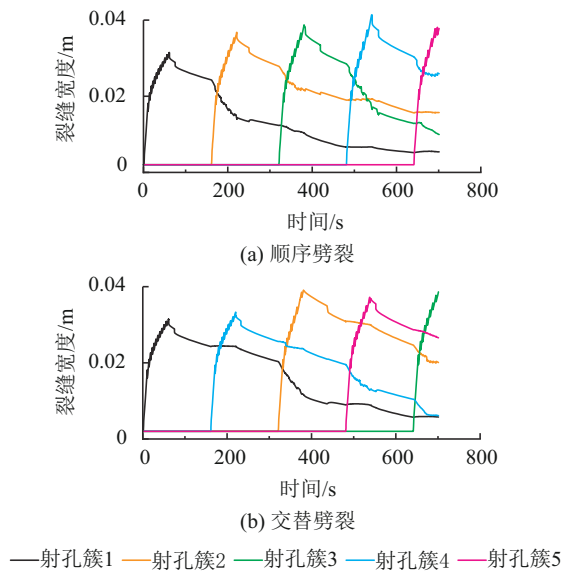


图15 不同劈裂模式裂缝宽度

Fig.15 Fracture width of different splitting modes

对簇内裂缝扩展的影响。主要结论如下:

(1)射孔簇间距对应力场的影响明显,射孔簇间距增加,簇间应力干扰影响减小,裂缝扩展距离增加,射孔簇偏转程度减小,劈裂趋于沿水平最大主应力方向扩展,簇间距为30 m时簇间干扰影响较弱,射孔簇间裂缝宽约为60 mm,具备一定渗流能力。

(2)射孔数量对射孔簇偏转程度及裂缝扩展距离影响较大,射孔数量增多,各射孔簇间裂缝扩展距离差异增大,簇间干扰作用明显。位于两端的射孔簇对中间射孔簇挤压作用影响较大,会减小中间射孔簇裂缝宽度。

(3)同步劈裂模式中裂缝扩展复杂程度较低,每个射孔簇内裂缝扩展距离差异较大;顺序劈裂与交替劈裂模式在注浆初期形成的裂缝宽度较为理想,随着浆液注入,先前形成的裂缝宽度会被逐渐挤压减小。

本研究为双增改造浆液改造水合物储层提供了基础的施工参数,对浆液的应用进行了数值模拟研究,后续可以考虑其他复杂地层因素以及浆液的流变特性对水合物储层的改造效果,以进一步完善水合物储层改造理论。

参考文献(References):

[1] 王淑玲,孙张涛.全球天然气水合物勘查试采研究现状及发展趋势[J].海洋地质前沿,2018,34(7):24-32.
WANG Shuling, SUN Zhangtao. Current status and future trends of exploration and pilot production of gas hydrate in the world[J]. Marine Geology Frontiers, 2018,34(7):24-32.

[2] 雷裕红,宋颖睿,张立宽,等.海洋天然气水合物成藏系统研究进展及发展方向[J].石油学报,2021,42(6):801-820.
LEI Yuhong, SONG Yingrui, ZHANG Likuan, et al. Research progress and development direction of reservoir-forming system of Marine gas hydrates[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021,42(6):801-820.

[3] Li J F, Ye J L, Qin X W, et al. The first offshore natural gas hydrate production test in South China Sea[J]. China Geology, 2018,1(1):5-16.

[4] 叶建良,秦绪文,谢文卫,等.中国南海天然气水合物第二次试采主要进展[J].中国地质,2020,47(3):557-568.
YE Jianliang, QIN Xuwen, XIE Wenwei, et al. Main progress of the second gas hydrate trial production in the South China Sea [J]. Geology in China, 2020,47(3):557-568.

[5] BOSWELL R, COLLETT T S. Current perspectives on gas hydrate resources[J]. Energy & Environmental Science, 2011,4(4):1206-1205.

[6] 李清平,周守为,赵佳飞,等.天然气水合物开采技术研究现状与展望[J].中国工程科学,2022,24(3):214-224.
LI Qingping, ZHOU Shouwei, ZHAO Jiafei, et al. Research status and prospects of natural gas hydrate exploitation technology[J]. Engineering Science, 2022,24(3):214-224.

[7] 刘姝,李文杰,李莉佳,等.天然气水合物开采方法研究现状及展望[J].钻探工程,2024,51(5):12-23.
LIU Shu, LI Wenjie, LI Lijia, et al. Current status and prospects on natural gas hydrate exploitation methods [J]. Drilling Engineering, 2024,51(5):12-23.

[8] 王志刚,董凯飞,郭永宣,等.海域天然气水合物储层改造增产技术研究进展[J].地质论评,2024,70(S1):257-259.
WANG Zhigang, DONG Kaifei, GUO Yongxuan, et al. Research progress on recovery improvement technology of natural gas hydrate reservoir in sea area[J]. Geological Review, 2024,70(S1):257-259.

[9] 王志刚,李小洋,张永彬,等.海域非成岩天然气水合物储层改造方法分析[J].钻探工程,2021,48(6):32-38.
WANG Zhigang, LI Xiaoyang, ZHANG Yongbin, et al. Analysis of the stimulation methods for marine non-diagenetic natural gas hydrate reservoirs[J]. Drilling Engineering, 2021,48(6):32-38.

[10] 陈强,胡高伟,李彦龙,等.海域天然气水合物资源开采新技术展望[J].海洋地质前沿,2020,36(9):44-55.
CHEN Qiang, HU Gaowei, LI Yanlong, et al. A prospect review of new technology for development of marine gas hydrate resources[J]. Marine Geology Frontiers, 2020,36(9):44-55.

[11] 吴能友,李彦龙,万义钊,等.海域天然气水合物开采增产理论与技术体系展望[J].天然气工业,2020,40(8):100-115.
WU Nengyou, LI Yanlong, WAN Yizhao, et al. Prospect of Marine natural gas hydrate stimulation theory and technology system[J]. Natural Gas Industry, 2020,40(8):100-115.

[12] Konno Y, Jin Y, Yoneda J, et al. Hydraulic fracturing in methane-hydrate-bearing sand [J]. RSC Advances, 2016,6(77):73148-73155.

[13] Too J L, Cheng A, Khoo B C, et al. Hydraulic fracturing in a penny-shaped crack. Part II: Testing the frackability of methane hydrate-bearing sand [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018,52:619-628.

[14] 马晓龙.泥质粉砂型水合物储层水力压裂数值模拟及实验研究[D].长春:吉林大学,2021.
MA Xiaolong. Numerical simulation and experimental study on

- hydraulic fracturing of clayey silt hydrate reservoir[D]. Changchun: Jilin University, 2021.
- [15] 邓欣颖, 潘栋彬, 李婕, 等. 水射流技术在海洋水合物钻采过程中的应用研究进展[J]. 钻探工程, 2024, 51(S1): 16-23.
- DENG Xinying, PAN Dongbin, LI Jie, et al. A review of research on the application of water jet technology in Marine hydrate drilling and mining processes [J]. *Drilling Engineering*, 2024, 51(S1): 16-23.
- [16] 杨林. 海底水合物储层在高压水射流作用下的破碎过程及储层改造增产研究[D]. 长春: 吉林大学, 2018.
- YANG Lin. Study on the breaking process of marine hydrate reservoirs subjected to high pressure water jet and the production increase of marine hydrate reservoirs reconstruction [D]. Changchun: Jilin University, 2018.
- [17] Sun Z F, Li N, Jia S, et al. A novel method to enhance methane hydrate exploitation efficiency via forming impermeable overlying CO₂ hydrate cap[J]. *Applied Energy*, 2019, 240: 842-850.
- [18] Ito T, Igarashi A, Suzuki K, et al. Laboratory study of hydraulic fracturing behavior in unconsolidated sands for methane hydrate production[C]//proceedings of the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 2008: OTC-19324-MS..
- [19] 王晓初. 劈裂注浆法改造泥质粉砂型水合物储层实验及模拟研究[D]. 长春: 吉林大学, 2023.
- WANG Xiaochu. Experimental and simulation study on the reservoir stimulation of clayey silt hydrate via splitting grouting [D]. Changchun: Jilin University, 2023.
- [20] Qi Y, Sun Y H, Li B, et al. Permeability damage and hydrate dissociation barrier caused by invaded fracturing fluid during hydrate reservoir stimulation [J]. *Gas Science and Engineering*, 2023, 116: 205051.
- [21] 孙友宏, 马晓龙, 郭威, 等. 泡沫注浆法改造海洋泥质粉砂型天然气水合物储层的方法: CN201810054581.5[P]. 2018-01-19.
- SUN Youhong, Ma Xiaolong, Guo Wei et al. Method of foam grouting for reconstruction of Marine argilly-silty natural gas hydrate reservoir: CN201810054581.5[P]. 2018-01-19.
- [22] 孙友宏, 沈奕锋, 张国彪, 等. 海底水合物储层双增改造浆液及其固结性能[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2022, 46(6): 1-10.
- SUN Youhong, SHEN Yifeng, ZHANG Guobiao, et al. Performance of dual-increasing stimulation slurry and its consolidating body for submarine hydrate reservoir[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2022, 46(6): 1-10.
- [23] Li B, Ma X L, Zhang G B, et al. Enhancement of gas production from natural gas hydrate reservoir by reservoir stimulation with the stratification split grouting foam mortar method[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 81: 103473.
- [24] 强嗣祺, 孙友宏, 张国彪, 等. 形状记忆效应对水合物开采井防砂用聚合物性能的影响[J]. 钻探工程, 2023, 50(6): 1-10.
- QIANG Siqi, SUN Youhong, ZHANG Guobiao, et al. The influence of shape memory on the performance of polymers used for sand control in hydrate production wells [J]. *Drilling Engineering*, 2023, 50(6): 1-10.
- [25] 蒋亚峰, 田英英, 李小洋, 等. 基于 cohesive 单元海域天然气水合物储层水力压裂模拟[J]. 钻探工程, 2023, 50(1): 18-25.
- JIANG Yafeng, TIAN Yingying, LI Xiaoyang, et al. Numerical simulation of hydrate reservoir hydraulic fracturing based on cohesive units [J]. *Drilling Engineering*, 2023, 50(1): 18-25.
- [26] Yao Y X, Guo Z H, Zeng J M, et al. Discrete element analysis of hydraulic fracturing of methane Hydrate-Bearing sediments [J]. *Energy & Fuels*, 2021, 35(8): 6644-6657.
- [27] Yu Y P, Liu J X, Li B, et al. Analysis of the hydraulic fracturing mechanism and fracture propagation law with a new extended finite element model for the silty hydrate reservoir in the South China Sea [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2022, 101: 104535.
- [28] Liu J X, Yu Y P, Li B, et al. Analysis of 3D hydraulic fracture morphology and fracture critical parameters in Hydrate-Bearing sediments in the South China sea using extended finite elements [J]. *Energy & Fuels*, 2024, 38(1): 314-332.
- [29] Liu J X, Yu Y P, Ma X L, et al. Analysis of competition and interference mechanisms of multiple hydraulic fractures in deep-sea hydrate reservoirs in the South China Sea [J]. *Geoenery Science and Engineering*, 2024, 235: 212730.
- [30] Huang Y D, Wang T J, Wang R, et al. Numerical simulation of hydraulic fracture characteristics in gas hydrate bearing-sediments by using CDEM [J]. *Acta Mechanica Sinica*, 2024, 40(2): 322273.
- [31] 齐赞, 孙友宏, 李冰, 等. 近井储层改造对天然气水合物藏降压开采特性影响的数值模拟研究[J]. 钻探工程, 2021, 48(4): 85-96.
- QI Yun, SUN Youhong, LI Bing, et al. Numerical simulation of the influence of reservoir stimulation in the near wellbore area on the depressurization production characteristics of natural gas hydrate reservoir [J]. *Drilling Engineering*, 2021, 48(4): 85-96.
- [32] Zhang W D, Shi X, Jiang S, et al. Experimental study of hydraulic fracture initiation and propagation in highly saturated methane-hydrate-bearing sands [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 79: 103338.
- [33] Yang L, Chen B X. Extended finite element-based cohesive zone method for modeling simultaneous hydraulic fracture height growth in layered reservoirs [J]. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2020, 16(8): 2960-2981.
- [34] Han W G, Cui Z D, Zhang J Y. Fracture path interaction of two adjacent perforations subjected to different injection rate increments [J]. *Computers and Geotechnics*, 2020, 122: 103500.
- [35] Wang S, Li D Y, Mitri H, et al. Numerical simulation of hydraulic fracture deflection influenced by slotted directional boreholes using XFEM with a modified rock fracture energy model [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 193: 107375.
- [36] Camanho P P, Davila C G. Mixed-Mode decohesion finite elements for the simulation of delamination in composite materials: NAS 1.15: 211737[R]. Langley Research Center, 2002.
- [37] Lijith K P, Malagar B R C, Singh D N. A comprehensive review on the geomechanical properties of gas hydrate bearing sediments [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 104: 270-285.
- [38] Miyazaki K, Masui A, Sakamoto Y, et al. Triaxial compressive properties of artificial methane-hydrate-bearing sediment [J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2011, 116(B6): B06102.
- [39] Dai S, Seol Y. Water permeability in hydrate-bearing sediments: a pore-scale study [J]. *Geophysical Research Letters*, 2014, 41(12): 4176-4184.

(编辑 王跃伟)